

Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 garantit à tous les consommateurs et fournisseurs un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution de gaz naturel. L'article 7 modifié de cette loi prévoit, en particulier, que « *les propositions motivées de tarifs d'utilisation des réseaux [...] de distribution de gaz naturel [...] sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, [...]. La décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la commission.* »

Les tarifs actuels, proposés par la CRE le 26 octobre 2005, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006. Ils ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ deux ans, du fait notamment de l'ouverture totale du marché de la fourniture de gaz naturel à la concurrence, le 1^{er} juillet 2007, ainsi que de la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel (GRD) prévue à cette date.

La CRE envisage de proposer de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, qui pourraient s'appliquer à partir du 1^{er} juillet 2008.

Il est prévu de conserver, pour la prochaine période tarifaire, les principaux éléments de la structure des tarifs. Les changements envisagés pour les prochains tarifs ont pour objectifs :

- d'intégrer l'impact de la filialisation des GRD et des restructurations des activités de distribution liées à l'ouverture totale du marché du gaz naturel ;
- de mettre en place un système d'incitation à la productivité et à la qualité de service des GRD ;
- de prendre en compte les évolutions introduites par la loi du 7 décembre 2006 en ce qui concerne les nouvelles concessions de gaz naturel issues d'une mise en concurrence.

La CRE souhaite consulter, avant d'élaborer sa proposition tarifaire, l'ensemble des acteurs du marché. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document.

SOMMAIRE

1. Cadre de régulation.....	3
1.1. <i>Typologie des GRD</i>	3
1.2. <i>Evolution vers une régulation incitative</i>	3
a) <i>Durée des tarifs</i>	3
b) <i>Incitation à la maîtrise des coûts.....</i>	4
c) <i>Régulation incitative de la qualité de service</i>	4
d) <i>Mise en place d'un mécanisme correctif : le compte de régularisation des charges et des produits</i>	4
1.3. <i>Evolutions introduites par la loi du 7 décembre 2006 pour la tarification des nouvelles concessions de gaz naturel.....</i>	5
2. Niveau de revenu autorisé	6
2.1. <i>Charges de capital</i>	6
a) <i>Calcul de la base d'actifs régulée</i>	6
b) <i>Calcul des charges de capital.....</i>	7
2.2. <i>Charges d'exploitation.....</i>	7
a) <i>Redevances versées aux autorités concédantes.....</i>	7
b) <i>Dépenses de promotion de l'usage du gaz</i>	7
c) <i>Dépenses de sécurité intérieure.....</i>	8
d) <i>Charges relatives aux postes de livraison</i>	8
e) <i>Achat des pertes et différences diverses</i>	9
f) <i>Coûts ponctuels liés à l'ouverture des marchés et à la filialisation des GRD</i>	9
3. Hypothèses de quantités distribuées et demandes tarifaires des GRD	9
3.1. <i>Hypothèses de quantités distribuées</i>	9
3.2. <i>Demandes tarifaires des GRD</i>	10
4. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution	11
4.1. <i>Continuité de la structure tarifaire existante</i>	11
4.2. <i>Répartition entre abonnement et part variable des tarifs.....</i>	12
4.3. <i>Harmonisation du périmètre des prestations incluses dans le tarif d'utilisation des réseaux de distribution.....</i>	12

1. Cadre de régulation

1.1. Typologie des GRD

Il existe actuellement 24 GRD en France, dont 23 sont actifs :

- Gaz de France Réseau Distribution (Gaz de France RD), représentant 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France, et qui doit être séparé juridiquement des activités concurrentielles de Gaz de France, en application de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 ;
- 22 entreprises locales de distribution (ELD) :
 - Régaz et Gaz de Strasbourg, représentant chacun 1,5 % des quantités de gaz distribuées, également tenus, par la loi, de mettre en œuvre la séparation juridique ;
 - 20 autres ELD, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées et n'étant pas tenues, par la loi, de mettre en œuvre de séparation juridique ;
- Antargaz, dont l'activité d'origine est la distribution de gaz propane et de butane, qui pourrait être le premier opérateur nouvel entrant sur la distribution de gaz naturel en France, depuis la signature, début mars 2007, d'un contrat de concession pour la desserte de la commune de Schweighouse, dans le Haut-Rhin. Antargaz prévoit de commencer à exploiter son réseau en 2008.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006 sont composés de :

- 10 tarifs spécifiques pour les GRD ayant présenté des comptes dissociés (Gaz de France RD et 9 ELD) ;
- un tarif commun pour les GRD distribuant moins de 250 GWh/an et ne produisant pas de comptes dissociés. Ce tarif est obtenu à partir de la moyenne des niveaux tarifaires des trois GRD dont les quantités de gaz distribuées sont les moins élevées, parmi ceux ayant présenté des comptes dissociés.

Il est envisagé de conserver ces principes pour l'ensemble des GRD, à l'exception de la société Sorégies, qui a demandé à appliquer, pour les prochains tarifs, le tarif commun, compte tenu des difficultés rencontrées pour présenter des comptes dissociés.

1.2. Evolution vers une régulation incitative

Il est envisagé de faire évoluer le mode de régulation vers une approche plus incitative intégrant, d'une part, un objectif de productivité sur le périmètre des charges d'exploitation et, d'autre part, un objectif de qualité de service des GRD.

a) Durée des tarifs

La stabilité de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution permet d'envisager une tarification pour une période plus longue que pour les tarifs actuels. Toutefois, une tarification pluriannuelle nécessite de disposer d'une visibilité suffisante sur l'évolution des charges des GRD à moyen terme, ainsi qu'une bonne appréciation de la pertinence des charges présentées par les opérateurs. Il existe, à ce jour, peu de recul pour appréhender l'impact sur plusieurs années de l'ouverture du marché au 1^{er} juillet 2007 et de la filialisation des trois principaux GRD sur leurs charges.

Gaz de France RD propose une durée tarifaire portée à 4 ans pour les prochains tarifs, alors que les ELD demandent de conserver le tarif en vigueur pour l'année 2008, afin de disposer du recul nécessaire pour analyser l'impact de l'ouverture du marché et de la filialisation.

b) Incitation à la maîtrise des coûts

Il est envisagé de définir pour les prochains tarifs, pour chaque GRD, un objectif de productivité global portant sur le périmètre des charges d'exploitation ou, au minimum, sur une enveloppe de charges d'exploitation considérées comme maîtrisables.

Gaz de France RD propose un objectif de productivité se traduisant par une baisse du tarif en euros constants de 1,5 % par an, à partir du tarif applicable pour l'année 2008.

c) Régulation incitative de la qualité de service

Les efforts de productivité demandés aux GRD ne doivent pas conduire à une dégradation de la qualité de service envers les utilisateurs des réseaux.

Dans la perspective de mettre en place un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service des GRD de gaz naturel en France, la CRE a confié à un cabinet externe une étude portant sur l'analyse des modes de régulation incitative de la qualité de service des GRD en Europe et en Amérique du Nord.

Sur la base des recommandations de cette étude et des travaux en cours avec les GRD français, il est envisagé de suivre les deux principaux domaines de l'activité des GRD : la gestion du réseau (sécurité, continuité de l'acheminement) et la gestion de la relation client (interventions, accessibilité, relève et facturation).

La liste des indicateurs envisagés pour Gaz de France RD figure en annexe du présent document.

A ce stade des réflexions, il est envisagé de mettre en place des mécanismes d'incitation financière sur un nombre limité d'indicateurs. Quatre thèmes pourraient donner lieu à incitation financière dès les prochains tarifs pour Gaz de France RD :

- respect des rendez-vous planifiés pour les interventions ;
- délai de traitement des réclamations ;
- accessibilité du portail OMEGA ;
- qualité des données transmises par le GRD dans le cadre du processus d'allocation des quantités aux PITD et délai de transmission de ces données aux GRT.

Les autres indicateurs donneraient lieu dans un premier temps à un suivi par la CRE, puis à une publication des résultats obtenus, en fonction de leur degré de maturité.

Les indicateurs et les mécanismes d'incitation qui seront retenus par la CRE prendront en compte la situation propre de chaque GRD, les indicateurs déjà suivis aujourd'hui et les délais d'implémentation des nouveaux indicateurs. Trois groupes de GRD seront identifiés et traités séparément :

- Gaz de France RD ;
- les quatre ELD les plus importantes : Gaz de Strasbourg, Régaz, Vialis, Gaz Electricité de Grenoble ;
- les autres ELD.

d) Mise en place d'un mécanisme correctif : le compte de régularisation des charges et des produits

A l'issue de la période tarifaire, des écarts peuvent être constatés entre les hypothèses retenues pour calculer le tarif et le niveau de coûts et de recettes effectivement supporté par les GRD. Lorsque de tels écarts surviennent pour des raisons qui sont difficilement prévisibles lors de l'établissement des tarifs, et que l'impact de ces facteurs d'incertitude n'est pas maîtrisable par les GRD, il peut être légitime de les corriger a posteriori, partiellement ou en totalité.

Lors de l'établissement des derniers tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, la CRE a mis en place un mécanisme destiné à traiter ces écarts : le « Compte de Régularisation des Charges et des Produits » (CRCP).

Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable qui est alimenté à intervalles réguliers par tout ou partie des écarts de coût ou de revenu constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs, au cours des périodes tarifaires suivantes ou selon un mécanisme annuel. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte.

Il est envisagé d'appliquer un mécanisme similaire aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Les postes de charges et de revenus qui sont susceptibles d'être soumis à ce mécanisme correctif sont :

- les charges de capital ;
- les coûts des achats de gaz liés aux pertes de gaz sur les réseaux de distribution et aux différences diverses.

Pour ces deux postes, il est envisagé, à ce stade, d'appliquer les mêmes principes que ceux retenus pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz : prise en compte de 100 % des écarts constatés pour les charges de capital et prise en compte partielle des écarts pour les achats d'énergie.

Les résultats des audits conduits par le CRE seront également pris en compte au CRCP.

En outre, les GRD demandent que l'écart de revenu lié aux quantités de gaz acheminées, qui dépend fortement des aléas climatiques, soit également couvert par le CRCP, ce poste représentant près de 60 % de leur revenu, alors que leurs coûts sont en quasi totalité des charges fixes. Une telle mesure conduirait à réduire substantiellement le risque pour l'activité des GRD.

1.3. Evolutions introduites par la loi du 7 décembre 2006 pour la tarification des nouvelles concessions de gaz naturel

Le III de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, modifié par l'article 29 de la loi du 7 décembre 2006, prévoit que « *les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la présente loi sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire.* ».

La loi du 7 décembre 2006 réaffirme donc, en lui donnant une base légale, le principe de péréquation par GRD des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution pour les concessions historiques. En revanche, elle exclut de cette péréquation tarifaire les nouvelles concessions issues d'une mise en concurrence (régime juridique de l'article 25-1 de la loi de 2003).

Ces nouvelles concessions sont soumises à un double régime juridique :

- elles sont attribuées sur décision des collectivités concédantes après mise en concurrence (article 25-1 de la loi du 3 janvier 2003) ;
- le tarif d'utilisation du réseau est fixé par le Ministre sur proposition de la CRE (article 7 modifié de la loi du 3 janvier 2003).

Il est nécessaire de mettre en place, pour les prochains tarifs, un cadre tarifaire pour les GRD desservant les nouvelles concessions.

Afin de ne pas complexifier l'accès aux réseaux de distribution, il est envisagé de fixer une structure tarifaire unique, qui reprendrait la structure tarifaire actuellement en vigueur : les cinq options tarifaires existantes (T1/T2/T3/T4 et TP), avec les seuils de coupures actuels (6 000 kWh/an, 300 000 kWh/an, 5 000 000 kWh/an) et une continuité tarifaire entre deux options tarifaires.

En revanche, le niveau tarifaire serait laissé à la discrétion des GRD concernés, afin de respecter le principe de libre administration des collectivités locales et de mise en concurrence des nouvelles concessions.

Une autre option consisterait à rendre obligatoires, en plus de la structure tarifaire, d'autres éléments relatifs soit aux modalités de calcul des charges de capital (taux de rémunération, règles de calcul des amortissements...), soit au cadre de régulation (durée des tarifs, clauses de revoyure...).

2. Niveau de revenu autorisé

Conformément à la délibération de la CRE du 26 octobre 2005, les principales règles de détermination du niveau de revenu autorisé des GRD, qui ont été adoptées pour la fixation des tarifs actuels d'utilisation des réseaux de distribution publique, sont les suivantes.

2.1. Charges de capital

Les charges de capital comportent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes dépend de la valorisation de la Base d'Actifs Régulée (BAR) de chaque opérateur.

a) Calcul de la base d'actifs régulée

Valeur initiale de la base d'actifs régulée :

La valeur initiale de la BAR, au 31 décembre 2002, a été déterminée sur la base d'une réévaluation des valeurs historiques des actifs de l'opérateur. Les actifs ont été valorisés selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements, et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs sont réévaluées au 31 décembre 2002 par l'application, afin de tenir compte de l'évolution du niveau général des prix, de l'indice "PIB marchand" ;
- les actifs industriels sont amortis afin de tenir compte de l'obsolescence technique et économique de ces actifs. Cet amortissement est calculé selon la méthode linéaire sur la durée de vie économique des actifs (50 ans pour les canalisations et branchements, 40 ans pour les postes de détente et 10 à 30 ans pour les autres catégories d'actifs).

Actualisation de la valeur de la BAR :

Une fois fixée au 31 décembre 2002, la valeur des actifs de la BAR évolue d'année en année en fonction :

- de l'indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet, tel qu'il est publié par l'INSEE ;
- d'un amortissement calculé selon la méthode linéaire sur la durée de vie économique des actifs indiquée au paragraphe suivant ;
- des sorties d'actifs du patrimoine de l'opérateur (cessions et mises au rebut) ;
- des nouveaux investissements réalisés par l'opérateur.

Au 1^{er} janvier 2007, la valeur de la BAR des GRD tenant des comptes dissociés, calculée à partir des investissements transmis par ces derniers, était la suivante :

- Gaz de France : 12 866 millions d'euros ;
- Régaz : 262 millions d'euros ;
- Gaz de Strasbourg : 201 millions d'euros ;
- Régie Municipale de Colmar (VIALIS) : 46 millions d'euros ;
- Gaz Electricité de Grenoble : 32 millions d'euros ;
- Régie Municipale de Dreux (Gedia) : 26 millions d'euros ;
- Gaz de Barr : 24 millions d'euros ;
- Syndicat Intercommunal de Huningue, St Louis, Hégenheim et Village Neuf : 21 millions d'euros ;

- Service Gaz et Eau de la Ville de Guebwiller : 15 millions d'euros.

b) Calcul des charges de capital

Le montant de l'annuité d'amortissement est calculé selon la méthode linéaire à partir de la valeur résiduelle des actifs au 1^{er} janvier de chaque année. Les durées de vie normatives utilisées pour ce calcul sont celles indiquées pour la réévaluation des actifs historiques au 31 décembre 2002, à l'exception des canalisations et branchements, pour lesquels une durée de vie de 45 ans a été retenue.

Le montant de la rémunération financière est calculé en appliquant à la valeur de la BAR au 1^{er} janvier de chaque année un taux de rémunération qui reflète le coût du capital de l'opérateur.

Le taux retenu pour la fixation des tarifs actuels est de 7,25 % réel avant impôt.

Comme pour chacune de ses propositions tarifaires, la CRE réexaminera les conditions de calcul des charges de capital. Elle a notamment confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières. Elle pourra s'appuyer sur les conclusions de cette étude dans le cadre de l'élaboration de la proposition tarifaire.

La résorption accélérée des fontes grises en 2006 et 2007 a entraîné une hausse des investissements significative pour certains GRD. Ceci se traduit mécaniquement, à méthode de calcul inchangée, par une augmentation des charges de capital pour ces opérateurs.

2.2. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel seront évaluées après analyse de l'ensemble des postes de dépense des GRD.

Dans ce cadre, et dans la perspective de la filialisation de l'activité distribution de Gaz de France au 1^{er} juillet 2007, la CRE a confié à un cabinet extérieur une mission d'audit sur les comptes dissociés 2006 de Gaz de France RD.

Par rapport aux charges couvertes par les tarifs actuels, les GRD ont formulé les demandes suivantes :

a) Redevances versées aux autorités concédantes

Pour la définition des tarifs en vigueur, la CRE a décidé que les redevances ne correspondant à aucune prestation de service rendue par les autorités concédantes ne sont pas couvertes au titre des charges nettes d'exploitation de l'année 2007.

Plusieurs ELD ainsi que la FNCCR ont demandé à la CRE de reconsidérer sa position.

b) Dépenses de promotion de l'usage du gaz

On constate depuis deux ans une évolution moins favorable de la pénétration du gaz naturel, essentiellement dans le secteur résidentiel, évolution qui se caractérise de la façon suivante :

- baisse de la part de marché du gaz dans les logements neufs, essentiellement au détriment de l'électricité ;
- diminution du nombre de nouveaux clients dans le secteur résidentiel existant ;
- augmentation des désabonnements.

En outre, on constate une baisse des consommations unitaires moyennes des clients raccordés au gaz.

Pour faire face à la baisse des quantités de gaz acheminées résultant de ces évolutions (cf. §3 Hypothèses de quantités distribuées et demandes tarifaires des GRD), les GRD souhaitent renforcer leurs efforts en faveur du développement du gaz naturel, afin de :

- raccorder de nouveaux consommateurs finals et fidéliser les consommateurs existants ;
- développer chez les consommateurs finals existants de nouveaux usages du gaz (pompe à chaleur gaz, chaudière électrogène, piles à combustibles, gaz naturel véhicule...).

Gaz de France RD estime le coût de ces actions à 40 M€ par an sur la période 2008-2010, une baisse étant attendue à partir de 2011.

Les GRD demandent une prise en compte dans les prochains tarifs des coûts liés aux actions de promotion de l'usage du gaz qu'ils souhaitent mettre en place. Ils indiquent que ces actions sont rentables car le gain de nouveaux usagers de gaz aura pour effet de diminuer les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.

c) Dépenses de sécurité intérieure

Les actions relatives à la sécurité des installations intérieures, qui ne concernent pas directement l'utilisation des réseaux publics dès lors qu'ils portent sur des installations situées en aval du compteur, ne sont pas couvertes par les tarifs en vigueur.

Les GRD considèrent que la sécurité des installations intérieures est dans le prolongement de leur cœur de métier et doit faire partie de leurs attributions. Ils estiment donc devoir s'impliquer sur ce thème avec les fournisseurs et l'ensemble des acteurs de la communauté gazière.

Dans cette optique, les GRD demandent que les charges correspondantes soient couvertes par les prochains tarifs.

Les actions de sécurité des installations intérieures à mener par les GRD couvriraient, entre autres, les aspects suivants :

- animation technique et réglementaire de la filière des installateurs et des maîtres d'ouvrages du bâtiment pour les accompagner dans la réalisation d'installations sûres ;
- diagnostic sécurité gratuit lors des remises en service des installations intérieures hors service depuis plus de 6 mois ;
- recherche et développement sur les contraintes d'implantation des techniques gaz ;
- communication à destination des clients et des installateurs.

Pour Gaz de France RD, cela représente 8 M€/an.

d) Charges relatives aux postes de livraison

Actuellement, les contrats d'interface transport/distribution conclus entre les GRT et les GRD prévoient que les charges suivantes sont facturées aux GRD par les GRT :

- les raccordements neufs ;
- les dépenses d'adaptation aux débits, de réparation, remplacement et renouvellement (3R+A) des raccordements existants ;
- une partie des charges d'exploitation (notamment l'électricité et le téléphone) ;
- le cas échéant, d'autres charges (offre de pression, etc.).

Ces charges sont comptabilisées en charges d'exploitation pour les GRD et sont aujourd'hui couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Gaz de France RD évalue le montant de ce poste à environ 40 M€ en 2009 (hors taxe professionnelle actuellement supportée par Gaz de France RD).

Gaz de France RD fait valoir qu'il n'a aucune maîtrise sur ces charges, car les équipements concernés sont placés sous la responsabilité des GRT et figurent d'ailleurs dans leur base d'actifs.

En conséquence, Gaz de France RD propose le transfert des charges 3R + A dans le terme de capacité de livraison (TCL) aux PITD du tarif d'utilisation des réseaux de transport. Selon Gaz de France RD, l'augmentation du terme de capacité de livraison aux PITD serait d'environ 8 €/MWh/j pour GRTgaz et 17,7 €/MWh/j pour TIGF.

Cette demande sera analysée avec l'ensemble des acteurs concernés.

e) Achat des pertes et différences diverses

Les pertes et différences diverses correspondent à la différence entre les quantités livrées par les transporteurs en entrée du réseau de distribution et les quantités effectivement facturées aux clients sur ce réseau. Elles proviennent :

- des pertes techniques liées aux fuites, travaux, torchages, premiers remplissages de canalisations ;
- de la marge d'erreurs de comptage du gaz au niveau des postes transport à l'interface avec le réseau de distribution et des postes clients, ainsi que d'autres incertitudes liées notamment à la détermination du pouvoir calorifique supérieur (PCS) ;
- des pertes non techniques telles que les fraudes, erreurs dans les fichiers de facturation, etc.

Les pertes et différences diverses sont évaluées par chaque GRD à partir de l'analyse des bilans en entrée du réseau de distribution et des facturations ou relevés chez les consommateurs aval. Ces quantités sont aujourd'hui valorisées sur la base du prix de compensation des écarts en distribution et achetées par le GRD, chaque mois, aux fournisseurs sur leur périmètre contractuel.

Pour les prochains tarifs, il est prévu que Gaz de France RD achète le gaz nécessaire pour couvrir les pertes et différences diverses sur le marché, après appel d'offres.

f) Coûts ponctuels liés à l'ouverture des marchés et à la filialisation des GRD

Certains GRD, et en particulier Gaz de France RD, ont soumis à la CRE des demandes de couvertures de nouvelles charges liés à l'ouverture des marchés, principalement liées à la gestion des systèmes d'information.

De même, conformément à la loi du 7 décembre 2006, 3 opérateurs (Gaz de France, Gaz de Strasbourg et Régaz) ont l'obligation de séparer juridiquement leurs activités de distribution des autres activités. Cette obligation conduit, selon les opérateurs, à des charges spécifiques.

3. Hypothèses de quantités distribuées et demandes tarifaires des GRD

3.1. Hypothèses de quantités distribuées

Les hypothèses utilisées pour le calcul des tarifs actuels ont été définies à partir des quantités de gaz distribuées en 2004 corrigées du climat, et du rythme de développement des consommations de gaz prévu pour 2005, 2006 et 2007.

Ainsi, pour Gaz de France RD, les prévisions retenues pour 2006 et 2007 étaient fondées sur une consommation corrigée des effets climatiques de 326 TWh en 2004, une augmentation des quantités distribuées de 2 % par an et une hausse du nombre de clients finals raccordés au réseau de distribution de 1,2 % par an.

L'analyse des résultats des GRD sur la période tarifaire en cours montre que les quantités effectivement distribuées, ainsi que le nombre de consommateurs réellement raccordés, sont inférieurs aux prévisions, dans la plupart des cas.

Pour l'année 2006, les écarts entre les prévisions et les réalisations pour les quantités distribuées (après prise en compte de la correction climatique) et le nombre de clients raccordés, sont les suivants :

- pour Gaz de France RD : respectivement -2,1 % et -1,1 % ;
- pour Régaz : respectivement -7,2 % et +0,4 % ;
- pour Gaz de Strasbourg : respectivement -4,6 % et -3,5 %.

Cette tendance se poursuit en 2007, avec par exemple pour Gaz de France RD une évolution des quantités acheminées (après prise en compte de la correction climatique) au 1^{er} semestre 2007 de -1,7 % par rapport à la même période l'année dernière.

Les GRD expliquent cette situation par la convergence de plusieurs facteurs, dont certains sont structurels et révèlent des tendances de moyen/long terme :

- une baisse de la consommation unitaire liée à une plus grande maîtrise de la consommation (amélioration de l'isolation, modernisation des installations de chauffage, etc) ;
- une baisse du nombre de clients raccordés, due à la concurrence de l'électricité et des énergies alternatives et à l'absence d'effort de promotion de l'usage du gaz.

En outre, Gaz de France RD souhaite recaler à la baisse son modèle de prévision des consommations en année climatique moyenne, ce qui aurait un impact supplémentaire à la baisse de 8 TWh sur les quantités de gaz distribuées à prendre en compte dans le tarif.

Au total, les perspectives d'évolution proposées par les GRD pour les prochains tarifs sont les suivantes :

		ATRD2 2006	Réalisés 2006	Prévisions					
				2007 (évo / réal 2006)	2008 (évo / prév 2007)	2009 (évo / prév 2008)	2010 (évo / prév 2009)	2011 (évo / prév 2010)	2012 (évo / prév 2011)
Gaz de France RD	Nombre de clients	11 129 487	11 011 505	0,3%	0,4%	0,4%	0,6%	0,6%	0,8%
	Consommation (GWh)	339 000	331 900	-2,7%	0,6%	0,3%	0,6%	0,7%	1,2%
Régaz (Bordeaux)	Nombre de clients	211 705	212 495	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%		
	Consommation (GWh)	4 961	4 602	6,7%	-2,6%	0,3%	0,3%		
Gaz de Strasbourg	Nombre de clients	112 559	108 571	1,2%	1,0%	1,0%	1,0%		
	Consommation (GWh)	5 093	4 860	-3,3%	1,0%	1,0%	1,0%		

3.2. Demandes tarifaires des GRD

Les demandes tarifaires des GRD n'ont pas encore été analysées par la CRE.

En l'état, ces demandes conduiraient à une hausse des tarifs de la plupart des GRD, en supposant que les méthodes actuelles de calcul des charges de capital seront conservées :

	Evolutions tarifaires
Gaz de France RD	11,7%
Régaz (Bordeaux)	8,5%
Gaz de Strasbourg	18,5%
Vialis SAEM (Colmar)	7,3%
Gaz Electricité de Grenoble	4,2%
Gedia SEML (Dreux)	-6,9%
Gaz de Barr	1,4%
Caleo (Guebwiller)	10,1%
Veolia Compagnie Générale des Eaux (Huningue, St Louis, Hégenheim, Village-Neuf)	7,3%

Ces données sont en euros courants avec une hypothèse d'inflation de 1,6 % annuelle. Elles prennent également en compte les demandes des GRD, par rapport au périmètre des tarifs en vigueur.

La demande de Gaz de France RD se décompose de la manière suivante :

- hausse de 6,3 % liée à une augmentation des charges d'exploitation, qu'il impute d'une part à une hausse de certains postes de coûts (informatique, immobilier, réorganisation des activités clientèle...) et d'autre part, aux demandes de couverture de nouvelles charges (sécurité intérieure, promotion de l'usage du gaz...) ;
- hausse de 3,7 % liée à une augmentation des charges de capital, qu'il impute notamment au fort niveau d'investissement observé en 2006 et 2007 (résorption accélérée des fontes grises) ;
- hausse de 1,7 % liée à la baisse des quantités de gaz distribuées.

Les demandes de Régaz et de Gaz de Strasbourg se décomposent de la manière suivante :

	Régaz	Gaz de Strasbourg
Hausse liée aux charges d'exploitation	5.4 %	8.5 %
Hausse liée aux charges de capital	1.9 %	4.0 %
Hausse liée à la baisse des quantités distribuées	1.2 %	6.0 %

Compte tenu de la part du tarif d'acheminement sur les réseaux de distribution dans le prix de vente du gaz naturel, les demandes des GRD conduiraient, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation des tarifs de vente réglementés en distribution publique.

4. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

4.1. Continuité de la structure tarifaire existante

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel concernent plus de 11 millions de clients finals. Pour permettre une ouverture réelle du marché du gaz en France, ces tarifs doivent être aussi simples et lisibles que possible. Pour les tarifs actuellement en vigueur, la CRE a retenu les principes généraux suivants :

- fixation d'un tarif spécifique pour chaque GRD tenant des comptes dissociés et d'un tarif commun pour les autres GRD ;
- péréquation géographique pour chaque GRD (désormais, ce principe ne s'appliquera que pour les concessions historiques) ;
- structure tarifaire commune pour tous les GRD, composée de quatre options tarifaires principales, correspondant aux segments de clientèle suivants :
 - option binôme T1 : consommation annuelle de 0 à 6 000 kWh ;
 - option binôme T2 : consommation annuelle de 6 000 à 300 000 kWh ;
 - option binôme T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh ;
 - option trinôme T4 : consommation annuelle supérieure à 5 000 000 kWh.

Pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire optimale est laissé à l'expéditeur. Le tarif appliqué à un expéditeur est égal à la somme de ce qui est dû pour chaque point de livraison qu'il alimente ;

- définition de chaque option tarifaire de façon à ce que la recette obtenue corresponde aux coûts qui sont affectés au segment de clientèle concerné, afin d'éviter toute subvention croisée entre les différents segments de clientèle ;
- définition d'une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité », afin de permettre aux gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz, déjà alimentés via les réseaux de distribution, de bénéficier d'un tarif d'accès au réseau comparable à celui qu'ils auraient obtenu par un raccordement direct au réseau de transport ;
- traitement des GRD de rang 2, dont le réseau est rendu, d'un point de vue tarifaire et contractuel, directement accessible depuis le réseau de transport pour les expéditeurs (ce dispositif s'appliquera aussi pour les nouvelles concessions de gaz naturel concernées par la dé-péréquation tarifaire, dans le cas où le GRD sera de rang 2).

Le retour d'expérience des GRD et des utilisateurs indique que cette structure est comprise et appréciée, en particulier pour sa simplicité et sa stabilité.

A ce stade, il est envisagé de conserver en l'état la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.

4.2. Répartition entre abonnement et part variable des tarifs

Gaz de France RD propose d'augmenter la part relative de l'abonnement, par rapport à la part variable des tarifs, pour les options tarifaires T1 et T2, toutes choses égales par ailleurs.

Cette demande, qui est en cours d'analyse, conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à augmenter le tarif pour les clients finals ayant une consommation annuelle inférieure à 25 000 kWh, soit la majorité des consommateurs domestiques, et à le baisser pour les autres clients.

4.3. Harmonisation du périmètre des prestations incluses dans le tarif d'utilisation des réseaux de distribution

Il est envisagé de finaliser l'alignement du périmètre des prestations incluses dans le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de tous les GRD sur celui du GRD Gaz de France RD.

La CRE invite toutes les parties intéressées à adresser leur contribution, **au plus tard le 9 novembre 2007** :

- sur le site Internet de la CRE (www.cre.fr), sous la rubrique « Documents / Consultations publiques », en utilisant la fonction « Contribuer » (possibilité de transmettre un document électronique) ;
- par courrier électronique, à l'adresse suivante : webmestre@cre.fr ;
- par courrier postal à : 2, rue du Quatre Septembre - 75084 Paris Cedex 02 – France ;
- en rencontrant les services de la Commission, en s'adressant à la Direction des réseaux et infrastructures de gaz (téléphone : 01 44 50 42 12) ;
- ou en demandant à être entendues par la Commission.

A titre indicatif, quelques questions sont énumérées ci-après.

La synthèse des contributions à cette consultation sera rendue publique par la Commission, sous réserve des secrets protégés par la loi. A la demande des personnes consultées, la confidentialité de leur contribution et/ou l'anonymat de celles-ci seront garantis.

Sauf mention contraire des personnes consultées, tout ou partie de leur contribution pourra être transmise à la Dideme.

QUESTION PRELIMINAIRE :

Question 1 :

Quel est votre retour d'expérience sur les tarifs et les conditions d'utilisation actuelles des réseaux de distribution de gaz naturel ?

QUESTIONS RELATIVES AU CADRE DE REGULATION :

Question 2 : (page 3)

Pensez-vous que la durée de validité des prochains tarifs devrait être limitée à 2 ans pour mieux appréhender l'impact de l'ouverture des marchés au 1^{er} juillet 2007 et de la filialisation sur les GRD ? Si vous ne partagez pas ce point de vue, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ?

Question 3 : (page 4)

Pensez-vous qu'un mécanisme incitatif à la productivité des GRD est nécessaire ?

Question 4 : (page 4)

Pensez-vous qu'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service est nécessaire ? Avez-vous des remarques sur la liste d'indicateurs envisagés pour Gaz de France RD (cf. annexe) ? Avez-vous des remarques sur la liste d'indicateurs qui pourraient donner lieu à incitation financière pour Gaz de France RD ?

Question 5 : (page 4)

Que pensez-vous de l'adaptation du mécanisme de CRCP à la distribution de gaz naturel ? Avez-vous des remarques sur les postes pouvant être couverts par ce mécanisme ?

Question 6 : (page 5)

Que pensez-vous des orientations envisagées pour la tarification des nouvelles concessions ? Etes-vous d'accord avec la proposition de laisser le niveau tarifaire à la discrétion des GRD et des collectivités concédantes ? Si non, quels seraient, selon vous, les critères à encadrer ?

QUESTIONS RELATIVES AU NIVEAU DE REVENU AUTORISE :

Question 7 : (page 6)

Que pensez-vous des principes actuellement en vigueur pour la détermination du niveau du revenu autorisé des opérateurs (méthode de valorisation de la BAR, etc.) ?

Question 8 : (page 7)

Que pensez-vous du taux de rémunération en vigueur pour les activités de distribution de gaz naturel ?

Question 9 : (page 7)

Que pensez-vous de la décision prise par la CRE pour le traitement des redevances, dans la cadre des tarifs en vigueur ATRD 2 ?

Question 10 : (page 7)

Que pensez-vous de la demande des GRD relative à la prise en compte des coûts relatifs au développement de l'usage du gaz ? Pensez-vous que les GRD doivent contribuer au développement de l'usage du gaz ?

Question 11 : (page 8)

Que pensez-vous de la demande des GRD relative à la prise en compte des coûts liés à la sécurité des installations intérieures ? Pensez-vous que ce soit aux GRD d'assurer cette mission ?

Question 12 : (page 8)

Que pensez-vous du transfert aux GRT des coûts de mise en conformité et d'adaptation des postes de livraison aux interfaces entre le réseau de transport et le réseau de distribution ?

Question 13 : (page 9)

Que pensez-vous de l'évolution du traitement des pertes et différences diverses envisagée pour Gaz de France RD ?

QUESTIONS RELATIVES A LA STRUCTURE DES TARIFS :

Question 14 : (page 11)

Que pensez-vous des principes généraux relatifs à la structure des tarifs ?

Question 15 : (page 11)

Pensez-vous que le dispositif en vigueur pour le traitement tarifaire des réseaux de distribution de rang 2 est applicable en l'état pour les nouvelles concessions concernées par la déperéquation tarifaire ?

Question 16 : (page 12)

Que pensez-vous de la demande de Gaz de France RD relative à un rééquilibrage entre les parts fixes et les termes proportionnels des segments tarifaires ?

Question 17 : (page 12)

Etes-vous favorable à ce que le périmètre des prestations incluses dans les tarifs des ELD soit aligné sur celui de Gaz de France RD ?

AUTRES QUESTIONS :

Question 18 :

Avez-vous des remarques concernant les catalogues de prestations des GRD ?

Question 19 :

Avez-vous toute autre remarque sur les tarifs et les modalités d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel ?

ANNEXE

Liste des indicateurs de qualité de service envisagés pour Gaz de France RD :

Domaine	N°	Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée	Incitation financière
Sécurité	1	Taux d'interventions de sécurisation réalisées dans les 60 minutes	Nbre intervention urgence (< 1h) / Nbre total intervention urgence	Trimestre Année	Non
	2	Pourcentage annuel de conduites inspectées à des fins de détection de fuite	Km réseau inspecté dans l'année / Km réseau total - km inspectés dans l'année - km inspectés sur les 4 dernières années	Année	Non
Continuité de l'acheminement	3	Nombre d'interruptions de fourniture annuelles (interruptions non planifiées)	Nbre incidents ou interruptions annuelles non planifiées	Trimestre Année	Non
	4	Nombre de clients interrompus annuellement (interruptions non planifiées)	Nbre clients interrompus annuellement suite à incidents ou interruptions non planifiées		
	5	Taux d'interruption rapporté au nombre de clients actifs au début de l'année (interruptions non planifiées)	Nbre interruption non planifiées / Nbre clients actifs en début d'année		
	6	Durée moyenne d'une interruption (interruptions non planifiées)	Durée totale interruptions (entre le 1 ^{er} client coupé et le 1 ^{er} client rétabli) / Nbre total interruptions	Semestre Année	Non
	7	Délai de préavis en cas d'interruption planifiée suite à travaux	Enquête de satisfaction client sur les préavis en cas d'interruptions planifiées suite à travaux	Année	Non
Devis et intervention	8	Délai de réalisation d'une MES	Nbre de MES par tranche de délai	Mois	Non
	9	Taux de MES réalisées dans le délai catalogue	Nbre MES réalisées dans le délai catalogue / Nbre MES réalisées		
	10	Délai de réalisation d'une MHS (distinction entre hors et pour impayé)	Nbre de MHS par tranche de délai		
	11	Taux de MHS réalisées dans le délai catalogue	Nbre MHS réalisées dans le délai catalogue / Nbre MHS réalisées		
	12	Délai de réalisation d'un changement de fournisseur	Nbre de chgt fournisseurs par tranche de délai		
	13	Taux de changement de fournisseur réalisé dans le délai catalogue	Nbre chgt fournisseurs réalisées dans le délai catalogue / Nbre chgt fournisseurs réalisées		
	14	Délai de réalisation d'un raccordement	Délai moyen ou nbre de raccordement par tranche de délai		

	15	Taux de raccordement réalisés dans le délai convenu	Nbre raccordements réalisées dans le délai convenu / Nbre raccordement réalisées		Non
	16	Nombre de rendez-vous non tenus (identifiés suite à réclamation)	Nbre rendez-vous non tenus - pour les clients à relevé semestriel - pour les clients à relevé non semestriel	Trimestre	Oui. Indemnisations versées directement aux fournisseurs concernés, sur réclamation.
	17	Montant des indemnisations versées suite à réclamations pour rendez-vous non tenu	Montant des indemnisations versées suite à réclamations pour rendez-vous non tenu - pour les clients à relevé semestriel - pour les clients à relevé non semestriel		
Relation client (consommateurs finals)	18	Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals	Nbre appels pris / Nbre appels reçus : - n° accueil accès au gaz - n° sécurité dépannage		Non
	19	Nombre de réclamations de clients finals par nature	Nbre total réclamations clients finals par nature (acheminement, raccordement...)		Non
	20	Taux de réponses aux réclamations de clients finals dans les 30 jours	Nbre réclamations clients finals répondues dans les 30 jours / Nbre total réclamations clients finals		Non
Relation client (fournisseurs)	21	Taux de disponibilité du portail Fournisseur	Nbre minutes indisponibilité ou défaillance / Nbre total de minutes d'ouverture du portail	Mois	Oui. <i>En cours de définition.</i>
	22	Nombre de réclamations de fournisseurs par nature	Nbre total réclamations fournisseurs par nature		Non
	23	Taux de réponses aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours	Nbre réclamations fournisseurs répondues dans les 30 jours / Nbre total réclamations fournisseurs		Oui. Indemnisations versées directement aux fournisseurs concernés, sur réclamation.
	24	Montant des indemnisations issues des réclamations non traitées dans le délai objectif	Montant des indemnisations issues des réclamations non traitées dans le délai objectif.		
	25	Qualité des estimations de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD	Nbre valeurs de remplacement JJ dans le mois / Nbre total valeurs JJ prévues dans le mois	Mois	Oui. <i>En cours de définition.</i>
	26	Délai de transmission des estimations de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD	Nbre jours par mois de mise à disposition à temps des GRT		
Relevé et facturation	27	Taux de relevé sur index réel	Nbre d'index réel lus / Nbre d'index transmis		Non